

X气田天然气处理厂注油融蜡工艺优化

易思静, 曹彧维, 赵菲菲, 代章涛, 李瀚翔

重庆科技学院石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2023年12月10日; 录用日期: 2024年1月15日; 发布日期: 2024年1月23日

摘要

X气田天然气处理厂采用低温冷冻工艺处理天然气, 含蜡组分的天然气在低温条件下极易析出蜡结晶, 蜡结晶附着在低温分离器及J-T阀处造成堵塞, 从而大大降低处理厂处理效率, 增加处理成本。本文基于X气田天然气处理厂实际运行参数, 用仿真模拟软件还原现场工艺流程, 从凝析油油品、凝析油注入量、凝析油循环利用等方面开展融蜡效果研究, 研究结果可为X气田天然气处理厂注油融蜡工艺参数优化提供决策参考。

关键词

天然气处理厂, 注油融蜡, 参数优化

Optimization of Oil Injection and Wax Melting Process in X Gas Field Natural Gas Treatment Plant

Sijing Yi, Yuwei Cao, Feifei Zhao, Zhangtao Dai, Hanxiang Li

College of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Dec. 10th, 2023; accepted: Jan. 15th, 2024; published: Jan. 23rd, 2024

Abstract

Low temperature freezing process is used to treat natural gas in the natural gas treatment plant of X gas field. The natural gas containing wax components is easy to precipitate wax crystallization under low temperature conditions, and the wax crystallization adheres to the low temperature separator and J-T valve to cause blockage, which greatly reduces the treatment efficiency of the treatment plant and increases the treatment cost. Based on the actual operating parameters of the natural gas treatment plant in X gas field, this paper uses simulation software to restore the on-site

process flow, and studies the wax melting effect from the aspects of condensate oil, condensate oil injection and condensate oil recycling. The research results can provide decision-making reference for the optimization of oil injection and wax melting process parameters in the natural gas treatment plant of X gas field.

Keywords

Natural Gas Treatment Plant, Oil Injection and Wax Melting, Parameter Optimization

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

X 气田投产初期所产天然气其组分中除了含有甲烷、乙烷等常见的烃类，还含有较多的 C14、C18、金刚烷、甲基萘、联苯、甲基联苯、二甲基联苯、蒽、菲等重组分，在低温分离过程中易形成固态蜡，导致脱水脱烃装置低温分离器蜡堵[1]，严重影响 X 气田天然气处理系统的正常运行。目前解决天然气处理设备结蜡问题常用的做法包括电伴热法[1]、热水洗蜡法[2]、蒸汽洗蜡法[3]、分子筛吸附法[4]、注入凝析油融蜡法[5]，基于已有天然气处理设备除蜡方法，许爱华[6]等人采用 Unim Design 和 HYSYS 软件模拟，通过实验室融蜡试验，发明了一种利用“相似相融”原理，注入凝析油作为融蜡剂吸收天然气中蜡组分的脱蜡工艺，解决了低温分离结蜡的问题。

目前 X 气田天然气处理厂投产 3 套脱水脱烃装置，三套脱水脱烃装置均选用在空冷器前加注迪那轻烃融蜡。投产中后期天然气中易形成蜡的重组分含量明显下降，对此处理厂采取了降低凝析油注入量作为降低融蜡成本的措施，但在降低注油基数后总体生产成本仍然较高，为进一步节省物料消耗，降低生产成本，本文通过数据模拟计算及现场论证，从改变凝析油油品、优化装置运行参数、注入凝析油循环利用三个方面进行注油融蜡效果提升的研究。

2. 改变凝析油油品

2.1. 融蜡剂全组分对比分析

目前距离 X 气田天然气处理厂最近的 Z 厂在采气及处理过程中每日可分离出 10 t 左右的凝析油，其油量可满足天然气处理厂一套脱水脱烃装置的融蜡需求，现分析第一套脱水脱烃装置注入 Z 厂凝析油的可行性，若可行，可大大减少运输成本及购买成本。

Table 1. Comparison of Dina light hydrocarbons with the whole components of condensate oil from Z plant

表 1. 迪那轻烃与 Z 厂凝析油全组分对比

组分	迪那轻烃 质量百分数(%)	Z 厂凝析油质量 百分数(%)	组分	迪那轻烃 质量百分数(%)	Z 厂凝析油质量 百分数(%)
C2	0.0000	0.0901	C16	0.0000	1.3927
C3	0.0056	0.7958	C17	0.0000	1.0003
iC4	0.0390	0.9265	C18	0.0000	0.8513
nC4	0.7287	1.7142	C19	0.0000	0.6855
iC5	6.0843	2.0625	C20	0.0000	0.4919

续表

nC5	5.2580	2.0392	C21	0.0000	0.5453
1,4-二甲苯	0.0000	3.6750	C22	0.0000	0.6006
C6	14.5343	7.4595	C23	0.0000	0.6196
苯	25.1698	14.6351	C24	0.0000	0.3844
C7	7.1993	5.3428	C25	0.0000	0.2878
甲基环己烷	8.9027	6.1243	C26	0.0000	0.1557
甲苯	10.3004	11.0497	C27	0.0000	0.1115
C8	8.4470	8.1055	C28	0.0000	0.0699
1,2-二甲苯	5.0003	1.3513	C29	0.0000	0.0487
C9	1.6188	3.5024	C30	0.0000	0.0290
C10	3.3968	6.0992	C31	\	0.0199
C11	1.1133	4.9213	C32	\	0.013
C12	0.5075	3.8850	C33	\	0.0061
C13	0.1103	\	C34	\	0.0071
C14	0.0000	3.4491	C35	\	0.0052
C15	0.0000	2.2222	C36	\	0.0000

从组分上分析(表1),迪那轻烃中轻组分C2~C6占比26.65%,Z厂凝析油中轻组分C2~C6占比18.76%。Z厂凝析油中轻组分占比迪那轻烃轻组分低,该部分的回收率较低,绝大部分填补到外输干气中。所以注入Z厂凝析油轻组分的损失可明显降低[7]。

Z厂凝析油的有效融剂组分占比65.02%,虽然低于迪那轻烃有效融剂组分占比71.66%,但是融蜡效果具有一定的可行性。

因此,通过组分对比分析,注入Z厂凝析油是可行的,而且可以降低损耗。

2.2. 现场冷冻试验

由于X气田天然气处理厂低温分离温度在 -15°C ,为保证注Z厂凝析油实验工艺顺利实施,首先应保证注入的油品在该低温工况下不会发生凝固。因此,需首先对Z厂凝析油样品开展冷冻试验,确定该油品能否满足工艺需求。



(a) Z厂凝析油常温样品 (b) -17°C 冷冻实验

Figure 1. Condensate oil freezing test results of Z plant

图1. Z厂凝析油冷冻试验结果

从图1可看出Z厂凝析油在 -17°C 时,未出现凝固现象。因此通过室内冷冻实验分析,可以注入Z厂凝析油。

2.3. 工艺模拟软件模拟计算

根据 Z 厂凝析油组分建立处理厂脱水脱烃装置模拟模型, 在原料气空冷器前加注油品, 并计算出低温分离器形成蜡的温度[8]。

根据原 X 气田天然气气质组分, 空冷器前无轻烃注入时, J-T 阀后蜡析出的预测温度为 -9.8°C ; 在空冷器前注入迪那轻烃时, J-T 阀后蜡析出的预测温度为 -52°C ; 在空冷器前注入等量的 Z 厂凝析油时, J-T 阀后蜡析出的预测温度为 -30°C , 注 Z 厂凝析油及迪那轻烃 J-T 后析蜡温度均小于 -15°C 。

因此, 通过软件模拟计算, 注入 Z 厂凝析油是可行的。

2.4. 现场试验

在天然气处理厂检修前对第一套脱水脱烃空冷器前注入 Z 厂凝析油进行试验, 实验过程中密切关注生产运行参数, 在处理量一定的前提下, 如果低温分离器差压有变化, 装置处理能力不会受到影响。

取样化验 Z 厂凝析油含水量及饱和蒸汽压, 根据化验结果调整参数至凝析油饱和蒸汽压达标。将处理厂为第一套脱水脱烃装置准备的凝析油储罐液位降至最低, 并准备一辆灌满 X 站凝析油的罐车备用。往第一套脱水脱烃装置的凝析油储罐中灌入 80 吨 Z 厂凝析油并取样化验凝析油含水量。调整装置处理量进行试验, 具体参数如表 2 所示:

Table 2. Processing parameters of the device adjusted by the test

表 2. 试验所调整装置处理参数

试验序号	装置处理量(万方/天)	注油量(公斤/百万方·小时)	用时(天)
a	500	100	5
b	600	100	5
c	700	100	5
d	800	100	5

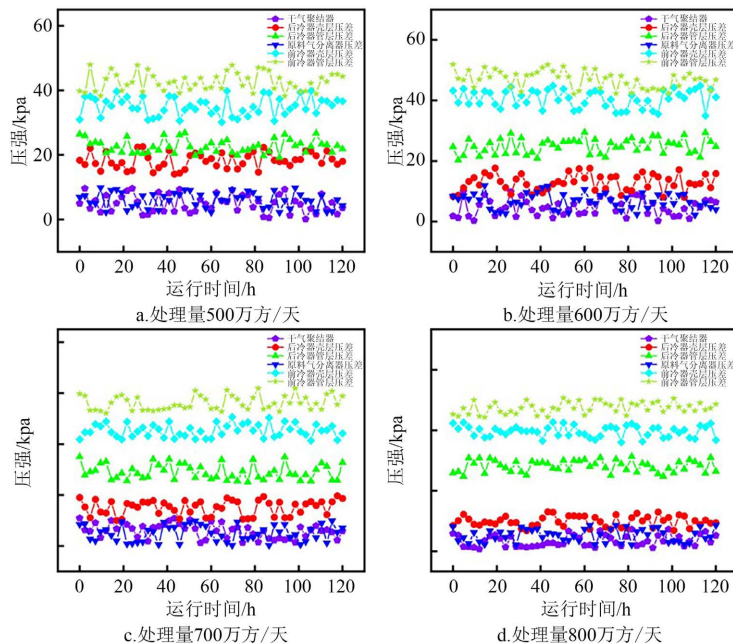


Figure 2. Parameter variation curve of condensate oil in Zhongqiu station under different treatment capacity

图 2. 加注 Z 厂凝析油在不同处理量下参数变化曲线

通过对第一套脱水脱烃装置现场试验,记录关键设备压差变化,与历史设备运行参数比较,如在相同处理量下运行过程中压差上涨超过 10 kPa,立即注入备用迪那轻烃。根据记录现场参数压差变化如图 2 所示。

从图中分析可知,在加注 Z 厂凝析油时关键设备压差较稳定,没有出现大幅上升或下降,判断此时容器管道内未出现蜡沉积,即注入 Z 厂凝析油融蜡方案可行。

3. 优化装置运行参数

基于已建 HYSYS 模型进行模拟计算,发现降低进站压力和提高制冷温度可以降低析蜡点,从而减少凝析油的加注量,因此针对脱水脱烃装置注入迪那轻烃融蜡时,对进站压力以及 J-T 阀后温度进行分析从而优化注油参数,降低凝析油消耗量[9]。目前天然气进站压力为 11.23 MPa,处理量为 600 万方/天,制冷温度为 -14.78°C ,水露点为 -14.33°C 。

3.1. 进站压力优化

通过已建模型模拟进站压力对 J-T 阀前、J-T 阀后析蜡温度的影响,具体分析结果如图 3 所示。从图中分析可知在同一注油量和制冷温度下,随着进站压力的降低,J-T 阀后析蜡温度逐渐降低,其部分具体值如表 3 所示。

基于以上变化规律,J-T 阀前以及 J-T 阀后析蜡温度应该低于现场实际参数 -3°C 左右。因此,结合站外集输单井管网压力情况,确定降低集气装置进站压力降低至 10.9 MPa 运行。

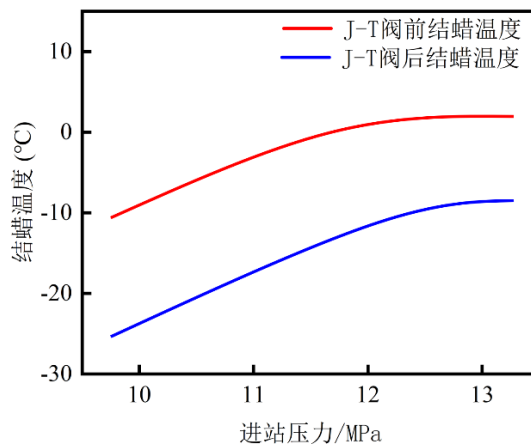


Figure 3. HYSYS simulates the change trend of inlet pressure and wax precipitation temperature after J-T valve

图 3. HYSYS 模拟进站压力与 J-T 阀后析蜡温度变化趋势

Table 3. Analysis of inlet pressure and wax precipitation temperature before and after J-T valve

表 3. 进站压力与 J-T 阀前、J-T 阀后析蜡温度分析

进站压力 (MPa)	J-T 阀后析蜡温度 (°C)	J-T 阀前析蜡温度 (°C)	进站压力 (MPa)	J-T 阀后析蜡温度 (°C)	J-T 阀前析蜡温度 (°C)
9.70	-25.87	-11.10	11.50	-14.16	-0.87
10.00	-23.41	-8.86	11.80	-12.86	0.26
10.30	-21.64	-7.00	12.10	-11.40	1.01
10.60	-19.70	-5.20	12.40	-10.11	1.49
10.90	-17.94	-3.77	12.70	-9.23	1.71
11.20	-15.96	-2.10	13.00	-8.76	1.80

3.2. J-T 阀后制冷温度优化

利用已建模型，在同一进站压力、注油、注醇量下，通过 HYSYS 软件模拟计算 J-T 阀前、后不同温度对析蜡温度的影响[10] [11]，分析结果如表 4 所示。

Table 4. Effect of temperature before and after J-T valve on wax precipitation temperature
表 4. J-T 阀前、后温度对析蜡温度的影响

序号	J-T 阀前温度 (°C)	J-T 后温度 (°C)	轻烃加注量 (kg/h)	乙二醇加注量 (kg/h)	外输干气水露点 (°C)	J-T 阀前析蜡温度 (°C)	低温分离器析蜡温度 (°C)	J-T 阀 1 前是否蜡堵	J-T 阀后是否蜡堵
1	8	-10	92	96	-12.65	-4.6	33.21	否	是
2	6	-12	92	96	-14.38	-3.9	-22.12	否	否
3	5	-16	92	96	-15.77	-3.2	-22.56	否	否
4	3	-18	92	96	-18.80	-2.9	-22.74	否	否
5	1	-20	92	96	-22.11	-2.3	-23.03	否	否
6	-1	-22	92	96	-24.73	1.8	-	是	是

通过分析发现适当提高 J-T 阀后温度，析蜡点变化不明显，但可以增加制冷温度与析蜡点之间的差值，在一定程度上可以缓解蜡的沉积，当 J-T 阀前温度高于 8°C 时，J-T 阀后将发生蜡堵；当 J-T 阀前温度低于 -1°C 时，J-T 阀前将发生蜡堵；通过表中数据分析得到 J-T 阀前合理的操作温度范围为 1°C~6°C 之间。

根据以上模拟结果，调整进站压力在 10.9 MPa，J-T 阀后温度在 -12°C，在此基础上再次模拟注油量对析蜡温度的影响，得到结果如图 4 所示。

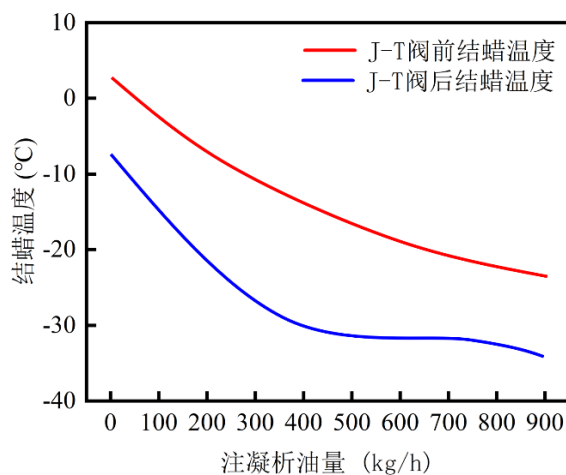


Figure 4. The variation of wax injection amount and wax deposition temperature before and after J-T valve
图 4. 蜡剂注入量与 J-T 阀前后结蜡温度变化规律

通过软件模拟：凝析油加注量在 500 Kg/h~700 Kg/h，J-T 阀后的结蜡温度始终保持不变，结蜡温度均低于运行温度 20°C 左右。按照处理量与注油量的关系计算，选择最佳注入量为每 83 Kg/百万方。

3.3. 优化参数研究现场试验

在装置检修前 1 周，选取第二套脱水脱烃装置摸索注油量与处理量关系，开展降低注油量的运行考

核, 调整参数后, 将注油量(X 站)从原来每小时 99 Kg/百万方逐渐下调至 90 Kg、85 Kg、80 Kg、75 Kg 四个台阶运行。具体注油量调整计划如表 5 所示:

Table 5. Oil injection adjustment plan
表 5. 注油量调整计划

时间	装置处理量(万方/天)	注油量(kg/百万方·小时)
第 1 天	600	99
第 2 天	600	90
第 3 天	600	85
第 4 天	600	80
第 5 天	600	75

应急措施: 与一、三套装置对比前后冷器、原料气分离器、低温分离器压差, 如果压力在运行过程中上涨超过 10 KPa, 立即将凝析油加注量提升至每小时 90 公斤/百万方以上, 装置运行状况如图 5 所示。从图中分析可知当注油量逐渐降低的时候现场能够平稳运行。截止目前, X 站注油量在每小时 80 Kg/百万方条件下天然气处理站能运行平稳。

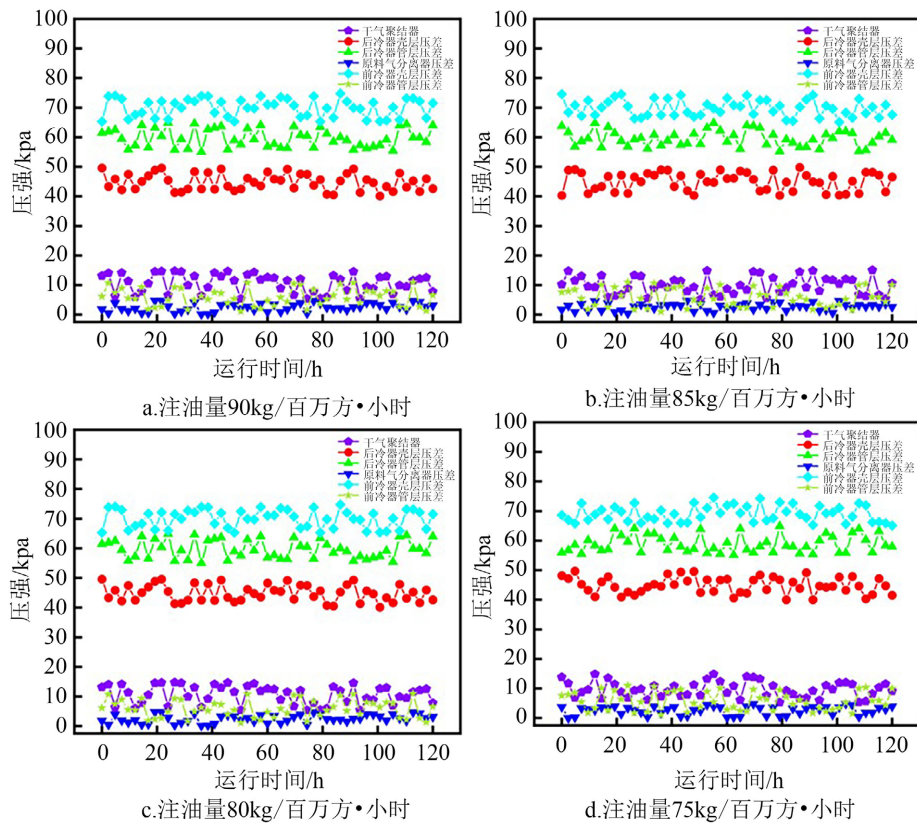


Figure 5. Reducing the change of pressure difference with oil injection after Dina light hydrocarbon injection
图 5. 降低迪那轻烃注入后压差随注油量变化情况

4. 注入凝析油循环利用

为进一步节省物料消耗, 降低生产成本, 现进行回收凝析油循环注入脱水脱烃装置提质增效研究。

4.1. 回收凝析油组分分析

对回收后凝析油进行组分分析，并与迪那轻烃全组分进行对比，如表 6 所示。

Table 6. Recovery of condensate oil and X station condensate oil component analysis

表 6. 回收凝析油与迪那轻烃全组分分析

化合物名称	回收凝析油	迪那轻烃	化合物名称	回收凝析油	迪那轻烃
	质量百分数(%)	质量百分数(%)		质量百分数(%)	质量百分数(%)
C ₂	0.0000	0.0000	C ₁₆	1.2055	0.0000
C ₃	0.0089	0.0056	C ₁₇	0.3931	0.0000
iC ₄	0.0230	0.0390	葱	0.0210	
nC ₄	0.0730	0.7287	菲	0.3810	
iC ₅	0.2526	6.0843	C ₁₈	0.0350	0.0000
nC ₅	0.2892	5.2580	C ₁₉	0.0692	0.0000
C ₆	2.1852	14.5343	C ₂₀	0.0213	0.0000
苯	24.8961	25.1698	C ₂₁	0.0000	0.0000
C ₇	2.7311	7.1993	C ₂₂	0.0000	0.0000
甲基环己烷	3.2675	10.4627	C ₂₃	0.0000	0.0000
甲苯	7.1668	10.3004	C ₂₄	0.0000	0.0000
C ₈	7.1055	8.4470	C ₂₅	0.0000	0.0000
1, 4-二甲苯	1.1893	5.0003	C ₂₆	0.0000	0.0000
1, 2-二甲苯	4.1849	/	C ₂₇	0.0000	0.0000
C ₉	9.5044	1.6188	C ₂₈	0.0000	0.0000
2-乙基-1, 4-二甲基苯	0.9604	/	C ₂₉	0.0000	0.0000
C ₁₀	7.4678	3.3968	C ₃₀	0.0000	0.0000
金刚烷	3.1555	/	C ₃₁	0.0000	0.0000
C ₁₁	1.7033	1.1133	C ₃₂	0.0000	0.0000
二甲基金刚烷	1.5962	/	C ₃₃	0.0000	0.0000
1, 3, 5-三甲基金刚烷	0.8738	/	C ₃₄	0.0000	0.0000
1, 3, 5, 6-四甲基金刚烷	0.2493	/	C ₃₅	0.0000	0.0000
萘	3.5593	/	C ₃₆	0.0000	0.0000
C ₁₂	3.9914	0.5075	C ₃₇	0.0000	0.0000
C ₁₃	3.4727	0.1103	C ₃₈	0.0000	0.0000
甲基萘	0.2783	/	C ₃₉	0.0000	0.0000
联苯	4.2050	0.0000	C ₄₀₊	0.0000	0.0000
C ₁₄	1.9143	0.0239	合计	100.000	100.000
C ₁₅	1.5689	0.0000			

从全组分上分析，回收凝析油有效组分占比 63.02%，迪那轻烃有效组分占比 70.56%，但回收的凝析油含有 6.88%的金刚烷以及 8.36%的萘、联苯、葱、菲等重组分，从相似相融的角度来判断回收凝析油具有融蜡的效果。

4.2. 回收油品冷冻试验

取生产分离器与原料气分离器液相混合油样和低温分离器、干气聚结器混合油样，以及上述样品的混合油样置于冰箱中长时间观察如图 6 所示。试验发现生产分离器及原料气分离器混合油样出现凝结，而低温端油样及原料气分离器和低温分离器混合油样在-18℃未出现凝结现象，说明低温端回收凝析油可以循环注入。



Figure 6. Oil freezing test
图 6. 油品冷冻试验

4.3. HYSYS 模拟理论计算

从低温分离器、干气聚结器分离出的液体经乙二醇装置富液缓冲罐、醇烃液三相分离器后，将油腔分离出来的油进行循环注入分析脱水脱烃单元蜡形成温度。天然气处理量 $600 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，进站压力 11.23 MPa，原料气分离器温度 25℃，低温分离器温度-14℃，乙二醇注入量 625 kg/h，轻烃注入量为轻烃补充量为 0~50 kg/h。利用已建模型，分析 J-T 阀后天然气蜡形成温度与补充烃量关系如表 7 所示。

Table 7. Relationship between natural gas wax formation temperature and added hydrocarbon amount in the scheme of oil injection before air cooler and circulation

表 7. 在空冷器前注油且循环方案天然气蜡形成温度与补充烃量关系表

补充烃量(kg/h)	循环烃量(kg/h)	J-T 阀前蜡形成温度(℃)	J-T 阀后蜡形成温度(℃)
0	486	-19.3	-31.5
5	499	-19.3	-31.7
10	506	-19.4	-32.5
15	519	-19.5	-32.9
20	520	-19.6	-33.6
30	532	-19.8	-33.8

分析表中数据可知，当不往流程中补充烃液时，整个流程中凝析油循环烃量为 486 kg/h，此时 J-T 阀前蜡形成温度为-19.3℃，远低于 J-T 阀前温度，装置管道中不会出现蜡堵现象。同样 J-T 阀节流后蜡形成温度为-31.5℃，远低于节流温度-14℃，能够避免蜡析出堵塞设备管道。而随着补充烃量的增加，流程中循环烃量增加，J-T 阀前后蜡形成温度都小幅度下降。因此可以分析出当将低温分离器分离出的烃液从空冷器前循环注入时，即使不补充烃液也能够融解原料气中的易结蜡组分防止管道装置中出现蜡堵现象。

为了考察将低温分离器产生烃液在空冷器前循环注入时金刚烷、菲、联苯等物质在循环流程中会不会累积在装置中，计算分析原料气分离器以及低温分离器入口气相以及出口气相中金刚烷、菲、联苯等物质的变化情况，结果如表 8 所示。

Table 8. Comparison table of wax content of each key point medium injected into the front cycle of raw gas air cooler
表 8. 原料气空冷器前循环注入各关键点介质蜡含量对比表

方案	组分名称	原料气分离器入口 (kg/h)	原料气分离器气相出口 (kg/h)	原料气分离器液相出口 (kg/h)	低温分离器气相出口 (kg/h)	低温分离器液相或循环烃液 (kg/h)
原料气空冷器前循环注入	金刚烷	50.04	167.40	5.90	31.7500	98.70
	菲	3.11	0.21	8.76	0.0001	0.46
	联苯	19.82	26.62	20.56	0.0600	25.32

对比表中数据可知，原料气中的金刚烷、菲、联苯等物质在原料气分离器中将大量分离出来，分离器内部没有出现内部累计的过程。

4.4. 凝析油回注现场实验

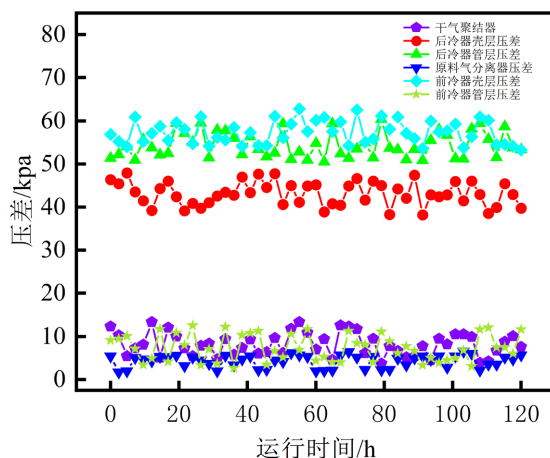


Figure 7. Change of pressure difference of reinjected condensate oil
图 7. 回注凝析油压差变化

选择对第一套装置进行凝析油回注，其回注基数为 80 kg/百万方小时，日处理量 600 万方/天。与二、三套装置对比观察前后冷器、原料气分离器、低温分离器压差，如果压力在运行过程中上涨超过 10 KPa，则立即注入迪那轻烃。压差对比如图 7 所示。分析图中结果发现在回收凝析油注入后现场装置能够平稳运行。

5. 结论

通过对目前脱蜡工艺分析，主要从融蜡替代油品分析、注油融蜡参数优化以及注入凝析油循环利用评价三个方面进行提质增效研究，降低注入成本以及降低了凝析油损耗。

方案一，使用 Z 厂凝析油代替迪那轻烃。Z 厂凝析油完全代替第三套脱水脱烃装置迪那轻烃，每百万方注入 100 kg/h Z 厂凝析油，3#装置处理天然气 20 亿方/年。

方案二，优化 X 站油注入量。降低加注量，从 99 kg 降至 83 kg/百万方天然气每小时，处理厂共处

理天然气 40 亿方/年。

方案三, 回收凝析油循环注入代替部分迪那轻烃。初步估算回收凝析油回收率能达到 16.5%。

根据上文所提出脱水脱烃装置融蜡效果提升研究所提出方案及预期达到的目标, 进行经济效益分析。目前迪那轻烃每吨价格为 510 元, X 处理厂距离天然气处理站约 170 公里, 装车运油费约 0.432/吨公里; Z 厂凝析油不考虑成本, Z 厂距天然气处理站约 53 公里。通过计算得, 用 Z 厂凝析油代替迪那轻烃注入第三套脱水脱烃装置(每年处理量约为 20 亿方)时节约成本约 315 万元; 优化脱水脱烃装置(每年处理量约为 40 亿方)参数, 降低其注入量时, 节约生产成本 180 万元左右; 回收凝析油循环注入代替部分迪那轻烃可以节约成本约 150 万元。则通过优化脱水脱烃装置脱蜡工艺共计节省 645 万元。

基金项目

重庆市研究生科研创新项目资助(YKJ CX2220102)。

参考文献

- [1] 晁宏洲, 王赤字, 陈旭, 等. 天然气中含蜡成分对处理装置运行的影响分析及对策[J]. 石油与天然气化工, 2007(4): 282-284+260.
- [2] 李建军, 陈蓉, 吕广强, 周仲勇, 贾波, 杨东. 油井高温蒸汽热洗清蜡技术[J]. 油气田地面工程, 2007(10): 55+60.
- [3] 屈志伟. 天然气净化处理装置蜡堵处理技术探讨[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(4): 191-192.
- [4] 郭玉环. 含蜡天然气吸收脱蜡方法研究[J]. 天然气化工(C1 化学与化工), 2020, 45(3): 45-49.
- [5] 于风杰. 含蜡天然气处理过程脱蜡剂的优选研究[J]. 石油与天然气化工, 2019, 48(6): 18-23.
- [6] 金光浩. 注烃溶蜡处理技术在凝析气田的研究与应用[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(4): 24-32.
- [7] 许爱华, 谭建华, 张保书, 等. 新疆克深 2 气田处理装置结蜡问题研究及对策[J]. 天然气与石油, 2021, 39(1): 49-55.
- [8] 扈海莉. YM 凝析气田天然气凝液回收流程模拟与优化[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2014.
- [9] 张小兵. 吉拉克凝析气田低温集气站工艺分析与优化[D]: [硕士学位论文]. 重庆: 重庆科技学院, 2015.
- [10] 杨友麒. 化工过程模拟与优化[M]. 北京: 化学工业出版社, 2006.
- [11] 李奇, 姬忠礼, 段西欢, 马利敏. 基于 HYSYS 和 GA 的天然气净化装置用能优化[J]. 天然气工业, 2011(9): 102-106+142-143.